

УДК 622.276.63

## АЛГОРИТМ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна<sup>1</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском),  
Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

**Актуальность** исследования обусловлена значительными остаточными запасами нефти, сосредоточенными в залежах мелового возраста Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, что требует создания инновационных технологий добычи нефти. Важным моментом при этом является выбор объектов для проведения опытно-промышленных работ. Основным критерием такого выбора является максимально-возможное наличие объектов-аналогов, что позволит эффективно тиражировать технологию с целью повышения технико-экономических показателей объектов со значительной величиной трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти.

**Цель:** создание алгоритма выбора объектов добычи нефти в условиях месторождений Западной Сибири для внедрения инновационных технологий.

**Методы:** геолого-промысловый анализ, методы из теории распознавания образа при обработке массивов геолого-промыслового материала по залежам, находящимся длительное время в разработке.

**Результаты.** На основании проведенных исследований предложен алгоритм выбора объектов разработки для внедрения инновационных технологий на объектах нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Алгоритм создан на основе сформулированных критериев, которым должен удовлетворять объект (наличие значительного количества объектов-аналогов объекту-полигону по геологическому строению и свойствам пластов и флюидов, влияющих в наибольшей степени на технико-экономические показатели разработки залежей; наличие значительных остаточных или не вовлеченных в активную разработку запасов нефти на залежах-аналогах; наличие алгоритмов идентификации объектов, позволяющих определять степень идентичности объектов и проводить оценку рисков применения новых технологий в условиях объектов-аналогов), а также на основе использования геолого-физических параметров пластов, оказывающих преобладающее влияние на процесс нефтеизвлечения. Выбор объектов-полигонов предлагается проводить в трех вариантах: в пределах нефтегазоносных областей, в пределах стратиграфических систем, в пределах тектонических элементов в зависимости от требований недропользователя. Полученные алгоритмы позволяют выбирать объекты для тиражирования положительных практик, а также повышать успешность реализации инновационных технологий.

### Ключевые слова:

Инновационные технологии, залежи нижнего мела, выбор объектов, степень нефтеизвлечения, повышение эффективности разработки, структура запасов.

### Введение

В связи с постоянными изменениями структуры запасов нефти в стране и смещением центра тяжести в сторону трудноизвлекаемых [1–3] растет роль и значимость создания инновационных технологий, позволяющих снизить издержки на добычу нефти, увеличить степень выработки запасов, повысить прибыльность предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), а также удовлетворить потребность в нефтепродуктах [4–6].

Важное значение при этом имеет выбор объектов, на которых необходимо провести внедрение вновь созданных технологий, их обработку, оценку эффективности и влияния на нее параметров, отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и флюидов [7–9], а также оценку влияния изменения параметров технологий на величину эффекта, выраженную через различные показатели [10–12].

В практику такие объекты называются объектами-полигонами и одними из основных требований к их выбору являются:

- наличие значительного количества объектов-аналогов объекту-полигону по геологическому строению и свойствам пластов и флюидов, влияющих в наибольшей степени на технико-экономические показатели разработки залежей;
- наличие значительных остаточных или не вовлеченных в активную разработку запасов нефти на залежах-аналогах;
- наличие алгоритмов идентификации объектов, позволяющих устанавливать степень идентичности объектов и оценку рисков применения новых технологий в условиях объектов-аналогов.

Одними из наиболее перспективных объектов для внедрения инновационных технологий добычи нефти являются залежи в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) мелового возраста [13–15]. Именно здесь имеют место колоссальные остаточные запасы нефти, отнесенные к категории трудноизвлекаемых на месторождениях, находящихся длительное время в разработке [16–18], а также многочисленные залежи, не введен-

ные в разработку ввиду низкой рентабельности их эксплуатации [19–21]. Именно здесь, как показало группирование [22–24], имеется значительное количество однородных групп-объектов, дифференцированных по параметрам, отражающим геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, в пределах которых выделяются значительное количество залежей-аналогов. Именно здесь крайне необходимо создать алгоритм поиска объектов-полигонов для разработки инновационных технологий добычи нефти с целью эффективного использования этого колоссального резерва добычи нефти в стране.

#### Методы и материалы

Объекты нижнего мела ЗСНГП, рассмотренные в работах [22–24], приурочены к продуктивным пластам альбского (al), аптского (a), барремского (br), готеривского (g), валанжинского (v) ярусов и ачимовской (Ач) толщи Верхнепурского (ВВ) вала; Ярсомовского (ЯП) прогиба; Красноленинского (КС), Сургутского (СУС), Нижнеартвовского (НС), Северного (СЕС) сводов; Северо-Вартовской (СВМ), Надымской (НМ), Северо-Сургутской (ССМ) моноклиналей; Большехетской впадины (БВ) и находятся в пределах Приуральской (ПНГО), Фроловской (ФНГО), Среднеобской (СНГО), Надым-Пурской (НПНГО), Пур-Тазовской (ПТНГО) нефтегазоносных областей.

Группирование [22, 23, 25] более чем 300 объектов разработки с использованием факторного и дискриминантного анализов [26–28] проводилось по параметрам, которые во многом определяют технико-экономические показатели разработки [29, 30].

#### Результаты и обсуждения

Полученные результаты группирования позволили создать алгоритм выделения объекта-полигона для апробации предложенных технологий в группах объектов из реализованной выборки для повышения эффективности эксплуатации объектов, приуроченных к залежам мелового возраста. Этот алгоритм базируется на определении наиболее близко расположенного объекта к ближайшему центру на основе использования рис. 1, 2, зависимостей (1)–(3). При этом на рис. 1 геометрически определялся объект, наиболее близко расположенный к центру группирования. По каждому объекту по формуле (4) на плоскости в координатах канонических дискриминантных функций (КДФ)  $y_1$  и  $y_2$  определяется расстояние до центра группы.

$$y = -740,6 + 0,16H_{\text{зал}} + 0,24H_{\text{обм}} + 1,19H_{\text{с}} + 835,2m_{\text{г}} - 3,92K_{\text{н}} - 0,03K_{\text{прон}} - 24,1K_{\text{н}} + 0,66K_{\text{р}} + 1,84t_{\text{на}} - 9,7P_{\text{на}} - 27,7\mu_{\text{н}} + 746,0\rho_{\text{н}} + 242,3\beta + 9,02S + 4,12P + 3,37P_{\text{нас}} - 0,20G + 299,2\mu_{\text{н}} + 15,5\mu_{\text{о}}; \quad (1)$$

$$y_1 = -1812 + 0,27H_{\text{зал}} + 0,83H_{\text{обм}} - 0,70H_{\text{с}} + 1637m_{\text{г}} - 58,4K_{\text{н}} - 0,07K_{\text{прон}} + 11,6K_{\text{н}} - 0,37K_{\text{р}} + 3,23t_{\text{на}} - 2,25P_{\text{на}} - 11,5\mu_{\text{н}} + 1322\rho_{\text{н}} + 1272\beta + 13,2S + 1,43P + 6,4P_{\text{нас}} - 2,47G + 509\mu_{\text{н}} + 9,1\mu_{\text{о}}; \quad (2)$$

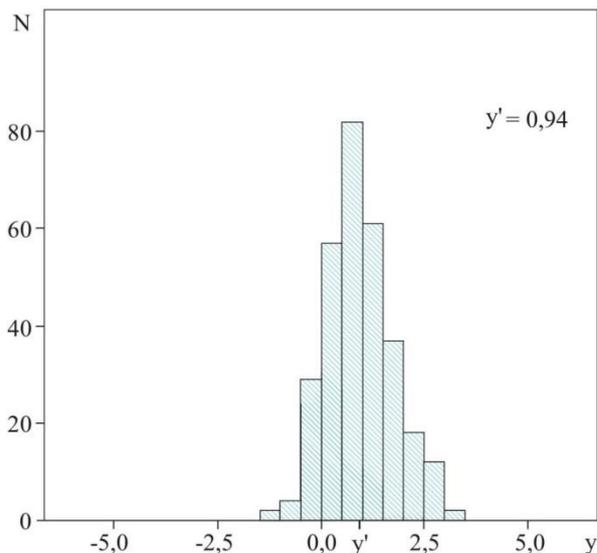


Рис. 1. Распределение объектов (N) по интервалам изменения значений КДФ (y):  $y'$  – центр

Fig. 1. Facilities distribution (N) over the values of canonical discriminant functions (CDF) intervals change:  $y'$  – centroid

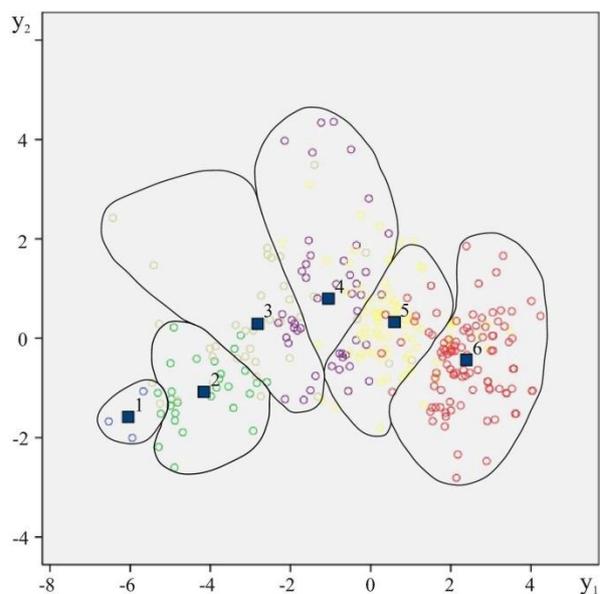


Рис. 2. Размещение объектов в осях КДФ:  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$  – объекты соответственно альбского, аптского, барремского, готеривского, валанжинского ярусов и ачимовской толщи;  $\blacksquare$  – центры и зоны группирования

Fig. 2. Facilities placement in the CDF axes:  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$  – the facilities of the Albian, Aptian, Barremian, Hauterivian, Valanginian stages and Achimov sequence respectively;  $\blacksquare$  – centers and grouping zones

$$y_2 = -1896 + 0,29H_{\text{зал}} + 0,78H_{\text{обм}} - 0,54H_{\text{с}} + 1620m_{\text{г}} - 58,5K_{\text{н}} - 0,06K_{\text{прон}} + 9,5K_{\text{н}} - 0,48K_{\text{р}} + 3,3t_{\text{на}} - 2,55P_{\text{на}} - 9,53\mu_{\text{н}} + 1383\rho_{\text{н}} + 1318\beta + 17,9S - 0,02P + 5,5P_{\text{нас}} - 2,6G + 482\mu_{\text{н}} + 6,6\mu_{\text{о}}; \quad (3)$$

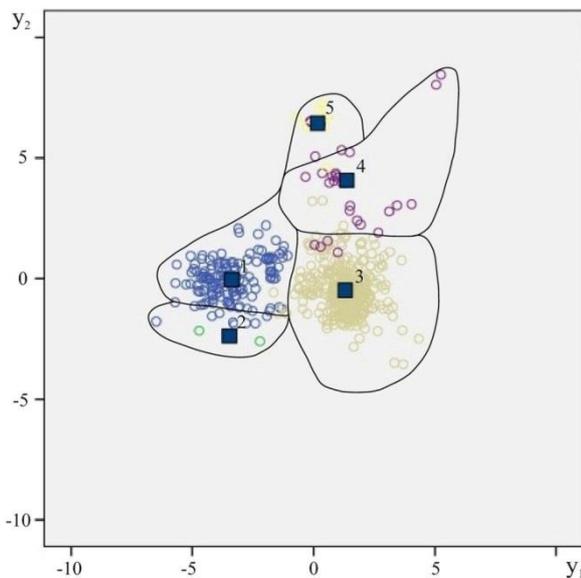
где  $H_{зал}$  – глубина залегания, м;  $P_{пл}$  – начальное пластовое давление, МПа;  $t_{пл}$  – температура, °С;  $H_{общ}$  – общая и  $H_э$  – эффективная нефтенасыщенная толщины пласта, м; коэффициенты:  $m_r$  – пористости, д. ед.,  $K_n$  – нефтенасыщенности, д. ед.,  $K_{прон}$  – проницаемости,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,  $K_p$  – песчанности, д. ед.,  $K_p$  – расчлененности;  $\rho_n$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>,  $\mu_n$  – вязкость, МПа·с;  $\mu_0$  – относительная вязкость пластовой нефти;  $\beta$  – объемный коэффициент, д. ед.;  $G$  – газосодержание, м<sup>3</sup>/т;  $P_{нас}$  – давление насыщения нефти, МПа;  $S$  – содержание сероводорода и  $P$  – парафина в нефти, %;  $\mu_в$  – вязкость пластовой воды, МПа·с.

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^m (y_i - y_i^j)^2}, \quad (4)$$

где  $d_j$  – евклидово расстояние между объектом и центром группирования;  $y_i$  – значение  $i$ -й КДФ;  $y_i^j$  – значение  $i$ -й КДФ  $j$ -го центроида;  $m$  – количество КДФ.

Объект-полигон при этом для внедрения новых технологий выбирается по минимальным значениям  $d_j$ .

Выбор полигонов в пределах нефтегазоносных областей (НГО) производится по той же схеме с использованием рис. 3, зависимостей (5), (6), а выбор в пределах различных ярусов и толщ – с использованием рис. 4, зависимостей (7), (8).



**Рис. 3.** Размещение объектов в осях КДФ  $y_1$ – $y_2$ :  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$  – объекты, приуроченные к Приуральской, Фроловской, Среднеобской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской нефтегазоносным областям соответственно;  $\square$  – зоны групп объектов и центры группирования

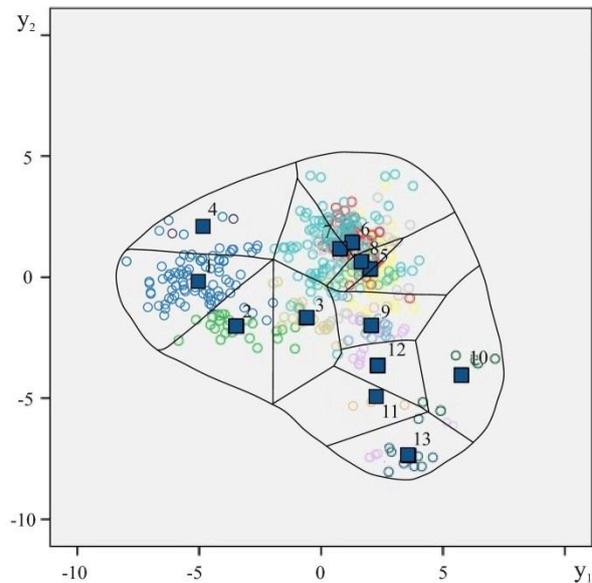
**Fig. 3.** Facilities placement in the CDF axes:  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$ ;  $\circ$  – facilities associated with the Cisuralian, Frolov, Sredneobsk, Nadym-Pursk, Pur-Taz oil and gas regions, respectively;  $\square$  – zones of facilities groups and grouping centers

Предложенные алгоритмы позволяют определять общее направление стратегии повышения эффективности эксплуатации объектов, разбуренных достаточ-

но плотно сеткой скважин и разрабатываемых длительные время, а также стратегию увеличения темпов ввода залежей в активную разработку.

$$y_1 = -838 + 0,18H_{зал} + 0,26H_{общ} + 0,53H_э + 1038m_r + 64,6K_n + 0,01K_{прон} - 20,5K_n - 0,35K_p + 1,49t_{пл} - 7,44P_{пл} - 24,0\mu_n + 944\rho_n + 277\beta + 16,5S + 3,7P + 2,4P_{нас} - 0,06G + 234\mu_в + 12,8\mu_0; \quad (5)$$

$$y_2 = -834 + 0,18H_{зал} + 0,40H_{общ} + 1,11H_э + 1120m_r - 77K_n - 0,01K_{прон} - 25,3K_n - 0,05K_p + 2,1t_{пл} - 8P_{пл} - 13,7\mu_n + 886\rho_n + 237\beta + 16S + 3,2P + 1,44P_{нас} + 0,10G + 232\mu_в + 12,8\mu_0. \quad (6)$$



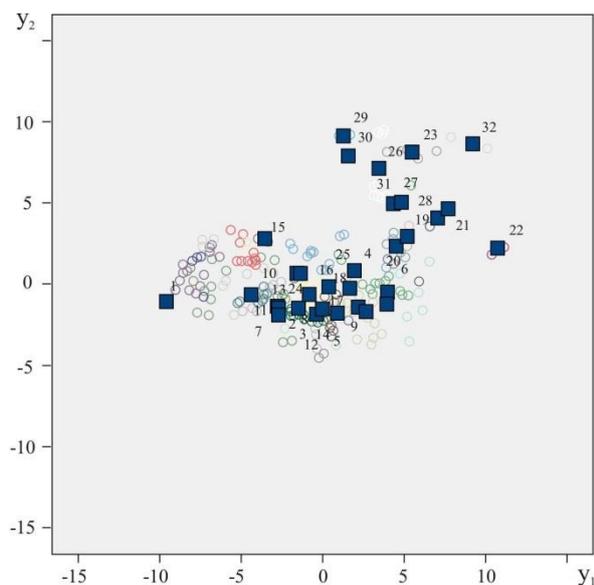
**Рис. 4.** Распределение объектов в осях КДФ  $y_1$ – $y_2$ :  $\circ$ ;  $\circ$  – объекты, входящие в состав Шаймского вала, Верхнекондинского прогиба, Шеркалинского прогиба, Красноленинского свода, Северо-Вартовской моноклинали, Сургутского свода, Нижневартовского свода, Ярсомовского прогиба, Северо-Сургутской моноклинали, Надымской моноклинали, Северного свода, Большехетской впадины;  $\square$  – зоны групп объектов и центры группирования

**Fig. 4.** Facilities placement in the  $y_1$ – $y_2$  CDF axes:  $\circ$ ;  $\circ$  – facilities that are part of the Shaim arch, Verkhnekondinsk deflection, Sherkalinsk deflection, Krasnoleninsk arch, Severo-Vartovsk monocline, Surgut arch, Nizhnevartovsk arch, Yarsomovsk deflection, Severo-Surgut monocline, Nadym monocline, Northern arch, Bolshekhetsk depression;  $\square$  – zones of groups of facilities and grouping centers

$$y_1 = -1040 + 0,15H_{зал} + 0,09H_{общ} - 0,59H_э + 1239m_r - 115K_n + 0,01K_{прон} - 14,6K_n - 0,21K_p + 2,4t_{пл} - 4,7P_{нас} - 18,9\mu_n + 1178\rho_n + 310\beta + 26,7S + 3,4P + 1,9P_{нас} - 0,05G + 252\mu_в + 10,5\mu_0; \quad (7)$$

$$y_2 = -992 + 0,15H_{\text{зал}} + 0,02H_{\text{общ}} - 0,4H_3 + 1189m_r - 94K_n + 0,01K_{\text{прон}} - 15,4K_n - 0,09K_p + 2,2t_{\text{на}} - 4,7P_{\text{на}} - 24\mu_n + 1151\rho_n + 293\beta + 15,8S + 3,7P + 2,5P_{\text{нас}} - 0,06G + 237\mu_n + 12,5\mu_o. \quad (8)$$

Для решения различного набора задач разработки, возникающих в процессе эксплуатации объекта, для выбора полигонов могут быть использованы рис. 5, уравнения (9), (10). При этом количество полигонов значительно увеличивается.



**Рис. 5.** Размещение объектов и центроидов в КДФ  $y_1$ - $y_2$ . Объекты и их центроиды, приуроченные к: 1 – КС (al); 2 – СВМ (a); 3 – СВМ (br); 4 – СВМ (g); 5 – СВМ (v); 6 – СВМ (Ач); 7 – СУС (g); 8 – СУС (v); 9 – СУС (Ач); 10 – НС (a); 11 – НС (br); 12 – НС (v); 13 – НВ (g); 14 – НВ (Ач); 15 – ЯП (br); 16 – ЯП (v); 17 – ЯП (Ач); 18 – ССМ (v); 19 – ССМ (Ю0); 20 – ССМ (Ач); 21 – НМ (g); 22 – НМ (v); 23 – СЕС (v); 24 – ВВ (a); 25 – ВВ (g); 26 – ВВ (br); 27 – ВВ (v); 28 – ВВ (Ач); 29 – ВВ (al); 30 – ВВ (a); 31 – ВВ (g); 32 – ВВ (v); ■ – центроид группы

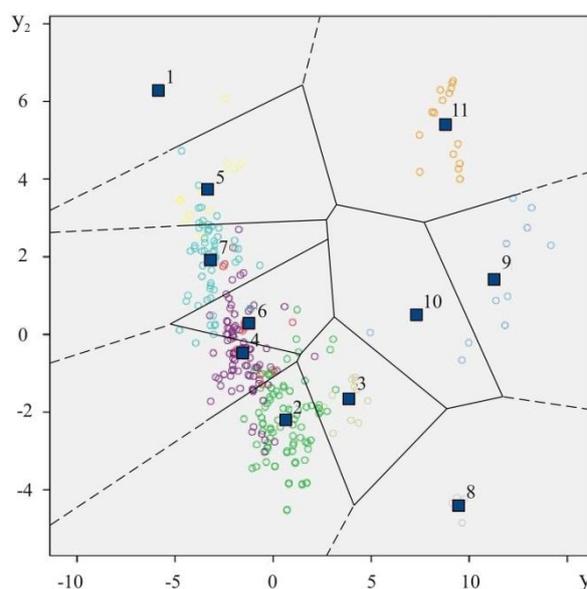
**Fig. 5.** Facilities and centroids placement in the  $y_1$ - $y_2$  CDF. Facilities and their centroids, confined to: 1 – КС (al); 2 – СВМ (a); 3 – СВМ (br); 4 – СВМ (g); 5 – СВМ (v); 6 – СВМ (Ач); 7 – СУС (g); 8 – СУС (v); 9 – СУС (Ач); 10 – НС (a); 11 – НС (br); 12 – НС (v); 13 – НВ (g); 14 – НВ (Ач); 15 – ЯП (br); 16 – ЯП (v); 17 – ЯП (Ач); 18 – ССМ (v); 19 – ССМ (Ю0); 20 – ССМ (Ач); 21 – НМ (g); 22 – НМ (v); 23 – СЕС (v); 24 – ВВ (a); 25 – ВВ (g); 26 – ВВ (br); 27 – ВВ (v); 28 – ВВ (Ач); 29 – ВВ (al); 30 – ВВ (a); 31 – ВВ (g); 32 – ВВ (v); ■ – the centroid of the group

$$y_1 = -16,6 + 0,01H_{\text{зал}} - 0,001H_{\text{общ}} + 0,07H_3 - 0,13m_r - 4,7K_n + 0,0004K_{\text{прон}} + 0,78K_n + 0,004K_p - 0,08t_{\text{на}} + 0,44P_{\text{на}} + 0,69\mu_n + 3,3\rho_n + 2,8\beta - 0,72S - 0,17P + 0,17P_{\text{нас}} - 0,01G - 9,7\mu_n - 0,33\mu_o; \quad (9)$$

$$y_2 = -5,95 - 0,002H_{\text{зал}} + 0,002H_{\text{общ}} + 0,043H_3 - 24,3m_r + 4,34K_n + 0,0003K_{\text{прон}} + 0,33K_n - 0,025K_p - 0,017t_{\text{на}} - 0,03P_{\text{на}} + 0,64\mu_n + 12,1\rho_n - 0,56\beta - 2,15S + 0,18P + 0,48P_{\text{нас}} + 0,01G + 1,14\mu_n - 0,35\mu_o. \quad (10)$$

Анализ показал, что алгоритм выбора объектов по одиннадцати группам является наилучшим. При этом устраняются недостатки предыдущих алгоритмов.

Применение этого алгоритма основано на использовании рис. 6 и зависимостей (11) и (12).



**Рис. 6.** Размещение объектов в осях КДФ с использованием 11-ти групп; 9 ■ – центр группирования

**Fig. 6.** Facilities placement in the CDF axes using 11 groups; 9 ■ – grouping center

$$y_1 = -1889 + 0,12H_{\text{зал}} + 0,96H_{\text{общ}} - 1,88H_3 + 1008m_r + 9,3K_n - 0,06K_{\text{прон}} + 63,8K_n + 0,22K_p + 1,73t_{\text{на}} + 1,68P_{\text{на}} - 31,7\mu_n + 1549\rho_n + 1337\beta + 22,3S + 18,9P + 7,9P_{\text{нас}} - 1,85G + 521\mu_n + 22,7\mu_o; \quad (11)$$

$$y_2 = -1932 + 0,15H_{\text{зал}} + 0,36H_{\text{общ}} - 1,29H_3 + 1131m_r - 45,7K_n - 0,05K_{\text{прон}} + 53,0K_n + 1,32K_p + 0,62t_{\text{на}} + 7,06P_{\text{на}} - 35,0\mu_n + 1632\rho_n + 1378\beta + 26,7S + 7,1P + 8,2P_{\text{нас}} - 1,92G + 422\mu_n + 16,8\mu_o. \quad (12)$$

### Выводы

1. Предложен алгоритм выбора объектов разработки для внедрения инновационных технологий на объектах нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Алгоритм создан на основе сформулированных критериев, которым должен удовлетворять объект, а также на основе

использования геолого-физических параметров пластов, оказывающих преобладающее влияние на процесс нефтеизвлечения.

2. Выбор объектов-полигонов предлагается проводить в трех вариантах: в пределах нефтегазоносных областей, в пределах стратиграфических си-

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // *Periodico Tche Quimica*. – 2018. – V. 15. – Iss. 30. – P. 725–733.
2. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» / А.В. Мирошниченко, А.В. Сергейчев, В.А. Коротовских, К.В. Торопов, М.Г. Волков, М.С. Антонов, А.Э. Федоров // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 10. – С. 105–109. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109
3. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U. Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits // *Energies*. – 2022. – V. 15. – Iss. 23. – 9002. – P. 1–11. DOI: 10.3390/en15239002
4. Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir / Tao Yu, Baozhu Li, Zhengdong Lei, Xiaoping An, Wenhuan Wang, Jun Jiao, Jianfeng Hou, Xiaosong Bo // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196345-MS
5. Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения / И.Н. Хакимязов, В.Ш. Мухаметшин, Р.Н. Бахтизин, А.В. Лифантьев, Р.И. Шешдиров // *SOCAR Proceedings*, специальный выпуск. – 2021. – № 1. – С. 77–87. DOI: 10.5510/OGP2021SI100512.
6. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2021. – V. 24. – № 4. – P. 952–974. DOI: 10.2118/206745-PA
7. Использование методов кластеризации при моделировании гидроразрыва пласта / Д.Р. Ардисламова, К.Р. Кадыева, С.И. Сыпченко, А.И. Федоров, С.С. Хабиров, И.В. Сияжков, Б.О. Михайлов // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 10. – С. 112–117. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-112-117
8. Setya Wardhana B.A., Titalay G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia // *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms
9. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р.Р. Ибатуллин, Ш.К. Гаффаров, М.Р. Хисаметдинов, Л.И. Минихайров // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 7. – С. 32–37. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37.
10. Setya Wardhana B.A., Titalay G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia // *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms.
11. Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах / В.А. Грищенко, Р.У. Рабаев, И.Н. Асылгареев, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – Специальный выпуск. – № 2. – С. 182–191. DOI: 10.5510/OGP2021SI200587.
12. Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam / Long Hoang, Thang Viet Trinh, Truong Hung Trieu, Quy Minh Nguyen, Ngoc Quy Pham, Hien Huy Doan, Linh Hoang // *Journal of Mining and Earth Sciences*. – 2021. – V. 62. – Iss. 3a. – P. 17–29. DOI: 10.46326/jmes.2021.62(3a).03
13. Amble extending production life of mature fields in the North Sea with multilateral technology / M. Kelsey, M. Raaholt, O. Einervoll, R. Nafikov, S. Day // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Dubai, UAE, September 2021. DOI: 10.2118/205874-MS
14. Обоснование оптимального расстояния между скважинами при разработке коллекторов ачимовской толщи / И.В. Шпуров, В.Г. Браткова, В.С. Васильева, Л.С. Бриллиант, Д.В. Горбунова, М.Ю. Данько, Д.Е. Васильев, Я.А. Селотина // *Нефтяное хозяйство*. – 2021. – № 11. – С. 80–84. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-2-80-84
15. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом в условиях низкопроницаемого нефтяного пласта / С.В. Арефьев, И.С. Соколов, М.С. Павлов, О.Н. Босых, Е.Д. Городилова // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 9. – С. 90–95. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-90-95
16. Бембель С.Р. Геологические модели и перспективы нефтегазоносности территории восточной части Красноленинского свода // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 10. – С. 74–78. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-74-78
17. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи / А.В. Аржиловский, Д.Г. Афонин, А.А. Ручкин, А.В. Кобяшев, Н.А. Морозовский, К.В. Торопов // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 9. – С. 63–67. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-63-67
18. Технологии вовлечения в разработку сложнопостроенного объекта АВ11-2 «рябчик» Самотлорского месторождения / М.Л. Бабаев, И.В. Савченко, А.А. Шкитин, А.А. Писарев, Д.С. Смирнов, Д.Ю. Писарев // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 9. – С. 24–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-24-29
19. Аналитические связи между фильтрационно-емкостными параметрами продуктивных пластов Западной Сибири на основе обобщенной математической модели капиллярных кривых / В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, О.А. Грезина // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 135–141. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3311.
20. Обоснование аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Э.Ф. Велиев, В.В. Мухаметшин, А.Р. Сафиуллина // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 86–95. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
21. Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений / Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, М.Ю. Данько, К.А. Андонов, И.В. Шпуров, В.Г. Браткова, А.В. Давыдов // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 10. – С. 48–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-48-53
22. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования // *Геология и геофизика*. – 2021. – Т. 62. – № 12. – С. 1672–1685. DOI: 10.15372/GiG2021102.
23. Мухаметшин В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 117–124.
24. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // *SOCAR Proceedings*. – 2020. – № 4. – С. 42–50. DOI: 10.5510/OGP20200400464.

25. Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщённой модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, О.А. Грезина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 89–97. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
26. Gheorghiu Sorin Alexandru, Cătălin Popescu. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry // Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management. – 2021. – P. 31. DOI: 10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008
27. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 896–907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11
28. Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Котенёв Ю.А. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
29. Risk measurement of international oil and gas projects based on the Value at Risk method / Cheng Cheng, Zhen Wang, Ming-Ming Liu, Xiao-Hang Ren // Petroleum Science. – 2018. – V. 16. – P. 199–216. DOI: 10.1007/s12182-018-0279-1
30. Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: a case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA / Lianhua Hou, Zhichao Yu, Xia Luo, Senhu Lin, Zhongying Zhao, Zhi Yang, Songtao Wu, Jingwei Cui, Lijun Zhang // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – V. 48. – Iss. 3. – P. 762–774. DOI:10.1016/s1876-3804(21)60062-9

Поступила: 13.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 28.03.2023 г.

#### Информация об авторах

**Мухаметшин В.В.**, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском).

**Кулешова Л.С.**, кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском).

UDC 622.276.63

## ALGORITHM FOR SUBSTANTIATING FACILITIES SELECTION FOR INTRODUCTION OF OIL PRODUCTION INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN THE CONDITIONS OF THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Vyacheslav V. Mukhametshin<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Lyubov S. Kuleshova<sup>1</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky),  
54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

**The research relevance** is caused by significant residual oil reserves, concentrated in Cretaceous deposits of the West Siberian oil and gas province, which require the creation of innovative oil production technologies. The important issue in this case is the selection of facilities for experimental industrial work. The main criterion for such selection is the maximum possible analog facilities availability, which will allow efficient technologies replication to improve the technical and economic indicators of facilities with a significant amount of hard-to-recover residual oil reserves.

**The aim** of the research is to create an algorithm for selecting oil production facilities in the conditions of the Western Siberia fields for innovative technologies implementation.

**Methods:** geological and commercial analysis, methods from the image recognition theory when processing geological and commercial material arrays for deposits that have been in development for a long time.

**Results.** The authors proposed an algorithm for selecting development facilities for implementation of innovative technologies at the Lower Cretaceous facilities of the West Siberian oil and gas province. This algorithm creation is based on the formulated criteria that the facility must satisfy (a significant number of facilities analogous to the landfill one in terms of the geological structure and formations and fluid properties affecting to the greatest extent the technical and economic indicators of the deposits development; presence of significant residual or not actively involved in the development oil reserves in analogue deposits; presence of facility identification algorithms, which allow establishing the facilities identity degree and assessing risks when applying new technologies in the conditions of analogue facilities). The selection of polygon objects is proposed to be carried out in three variants: within oil and gas-bearing areas, within stratigraphic systems, within tectonic elements, depending on the requirements of the subsurface user. The obtained algorithms make it possible to select objects for replication of positive practices, as well as to increase the success of the implementation of innovative technologies

### Key words:

Innovative technologies, deposits of the Lower Cretaceous, selection of facilities, oil recovery degree, development efficiency improving, structure of reserves.

### REFERENCES

1. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 2018, vol. 15, Iss. 30, pp. 725–733.
2. Miroshnichenko A.V., Sergeichev A.V., Korotovskikh V.A., Topopov K.V., Volkov M.G., Antonov M.S., Fedorov A.E. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 2022, no. 10, pp. 105–109. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109.
3. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U. Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies*, 2022, vol. 15, Iss. 23, 9002, pp. 1–11. DOI: 10.3390/en15239002
4. Tao Yu, Baozhu Li, Zhengdong Lei, Xiaoping An, Wenhuan Wang, Jun Jiao, Jianfeng Hou, Xiaosong Bo. Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196345-MS
5. Khakimzyanov I.N., Mukhametshin V.Sh., Bakhtizin R.N., Lifantsev A.V., Sheshdirov R.I. Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye Oil Field Pashiyani Formation. *SOCAR Proceedings, Special Issue*, 2021, no. 1, pp. 77–87. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI100512.
6. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 4, pp. 952–974. DOI: 10.2118/206745-PA
7. Ardislamova D.R., Kadyrova K.R., Sypchenko S.I., Fedorov A.I., Khabirov S.S., Siniakov I.V., Mikhailov B.O. Using clustering methods in hydraulic fracturing modeling. *Oil Industry*, 2019, no. 10, pp. 112–117. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-112-117
8. Setya Wardhana B.A., Titaley G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: Lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia. *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms
9. Ibatullin R.R., Gaffarov Sh.K., Khisametdinov M.R., Minikhairov L.I. Review of world polymer flooding EOR projects. *Oil Industry*, 2022, no. 7, pp. 32–37. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37.
10. Setya Wardhana B.A., Titaley G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia. *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms.
11. Grishchenko V.A., Rabaev R.U., Asylgareev I.N., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F. Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, 2021. Special Issue, no. 2, pp. 182–191. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI200587.
12. Long Hoang, Thang Viet Trinh, Truong Hung Trieu, Quy Minh Nguyen, Ngoc Quy Pham, Hien Huy Doan, Linh Hoang. Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 2021, vol. 62, Iss. 3a, pp. 17–29. DOI: 10.46326/jmes.2021.62(3a).03

13. Kelsey M., Raaholt M., Einervoll O., Nafikov R., Day S. Amble extending production life of mature fields in the North Sea with multilateral technology. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, UAE, September 2021. DOI: 10.2118/205874-MS
14. Shpurov I.V., Bratkova V.G., Vasilieva V.S., Brilliant L.S., Gorbunova D.V., Danko M.U., Vasiliev D.E., Selyutina Ya.A. Evaluating the optimal distance between wells for the Achimov formation. *Oil Industry*, 2021, no. 11, pp. 80–84. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-2-80-84.
15. Arefiev S.V., Sokolov I.S., Pavlov M.S., Bositykh O.N., Gorodilova E.D. Implementation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing for low-permeability oil reservoir development. *Oil Industry*, 2022, no. 9, pp. 90–95. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-90-95.
16. Bembel S.R. Geological models and hydrocarbon prospects of the eastern part of the Krasnoleninsky arch. *Oil Industry*, 2018, no. 10, pp. 74–78. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-74-78.
17. Arzhilovskiy A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A., Kobayashv A.V., Morozovskiy N.A., Toropov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. *Oil Industry*, 2022, no. 9, pp. 63–67. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-63-67.
18. Babaev M.L., Savchenko I.V., Shkitin A.A., Pisarev A.A., Smirnov D.S., Pisarev D.Yu. Technologies for involvement in the development of the complex reservoir AV11-2 Ryabchik of Samotlorskoye oil field. *Oil Industry*, 2017, no. 9, pp. 24–29. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-24-29.
19. Mukhametshin V.V., Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Grezina O.A. Analytical links between porosity and permeability correlations of productive strata of Western Siberia based on a generalized mathematical model of capillary curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 135–141. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3311.
20. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Veliyev E.F., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Substantiation of an analytical model of reservoir pore channels hydraulic tortuosity in Western Siberia based on capillary research data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 86–95. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
21. Brilliant L.S., Zavialov A.S., Danko M.U., Andronov K.A., Shpurov I.V., Bratkova V.G., Davydov A.V. Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. *Oil Industry*, 2019, no. 10, pp. 48–53. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-48-53.
22. Mukhametshin V.V. Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 12, pp. 1373–1384. DOI: 10.2113/RGG20183871.
23. Mukhametshin V.V. Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 117–124. In Rus.
24. Mukhametshin V.V. Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 4, pp. 42–50. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20200400464.
25. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Grezina O.A. Production facilities grouping based on the parameters of the capillary pressure curves generalized model on the example of Western Siberia oil fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 89–97. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
26. Gheorghiu Sorin Alexandru, Cătălin Popescu. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry. *Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management*, 2021, pp. 31. DOI: 10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008
27. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N. Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 252, pp. 896–907. In Rus. DOI: 10.31897/PML2021.6.11
28. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 40–45. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
29. Cheng Cheng, Zhen Wang, Ming-Ming Liu, Xiao-Hang Ren. Risk measurement of international oil and gas projects based on the Value at Risk method. *Petroleum Science*, 2018, vol. 16, pp. 199–216. DOI: 10.1007/s12182-018-0279-1
30. Lianhua Hou, Zhichao Yu, Xia Luo, Senhu Lin, Zhongying Zhao, Zhi Yang, Songtao Wu, Jingwei Cui, Lijun Zhang. Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: a case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48, Iss. 3, pp. 762–774. DOI: 10.1016/s1876-3804(21)60062-9

Received: 13 March 2023.  
Reviewed: 28 March 2023.

#### Information about the authors

**Vyacheslav V. Mukhametshin**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky).

**Lyubov S. Kuleshova**, Cand. Sc., associate professor, deputy director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky).